

①⑨ RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
PARIS

①⑪ N° de publication :

2 772 483

(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)

②① N° d'enregistrement national :

97 15981

⑤① Int Cl⁶ : G 01 N 33/00, G 01 N 15/08, 33/24, 11/00

⑫

DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

②② Date de dépôt : 15.12.97.

③① Priorité :

⑦① Demandeur(s) : INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE
— FR.

⑦② Inventeur(s) : MOULU JEAN CLAUDE, VIZIKA
OLGA et KALAYDJIAN FRANCOIS.

④③ Date de mise à la disposition du public de la
demande : 18.06.99 Bulletin 99/24.

⑤⑥ Liste des documents cités dans le rapport de
recherche préliminaire : *Se reporter à la fin du
présent fascicule*

⑥① Références à d'autres documents nationaux
apparentés :

⑦③ Titulaire(s) :

⑦④ Mandataire(s) :

⑤④ METHODE POUR MODELISER DES DEPLACEMENTS DE FLUIDES DANS UN MILIEU POREUX.

⑤⑦ - Méthode de modélisation pour optimiser de façon
plus rapide et plus réaliste les conditions de déplacement
dans un milieu poreux mouillable par un premier fluide (de
l'eau par exemple), d'un mélange de fluides incluant ce fluide
mouillant et au moins un autre fluide (de l'huile et éventuellement
du gaz).

- La méthode comporte la détermination expérimentale
de la courbe de variation de la pression capillaire dans les
pores en fonction de la saturation relativement aux phases
liquides. la modélisation des pores du milieu poreux par une
distribution de capillaires à répartition fractale en considé-
rant, dans le cas d'un mélange triphasique eau (fluide
mouillant) -huile-gaz par exemple une stratification des
constituants à l'intérieur des pores, avec l'eau au contact
des parois, le gaz au centre et l'huile formant une couche in-
tercalaire, la détermination, à partir de cette courbe de pres-
sion capillaire, des valeurs de dimension fractale
correspondant à une série de valeurs données de la satura-
tion relativement à la phase liquide, la modélisation des per-
méabilités relatives directement sous forme d'expressions
analytiques dépendant des différentes valeurs de dimen-
sion fractale obtenues et en accord avec la répartition strati-
fiée des différents fluides dans les pores, et l'utilisation
d'un simulateur de milieu poreux pour déterminer, à partir

des perméabilités relatives, les conditions optimales de dé-
placement des fluides dans le milieu poreux.

- Applications à la production pétrolière, à la dépollution
des sols, etc.

FR 2 772 483 - A1



La présente invention concerne une méthode pour modéliser des écoulements di ou triphasiques dans un milieu poreux, basée sur une représentation fractale de celui-ci.

La méthode selon l'invention est applicable dans de nombreux domaines où
5 l'on veut modéliser les écoulements de fluides dans des milieux poreux, dans le but d'optimiser les conditions de leur déplacement. Parmi les domaines d'application, on peut citer par exemple :

– l'exploitation d'un gisement pétrolier et notamment la production assistée
d'hydrocarbures par injection de fluides, en utilisant par exemple des injections
10 alternées de bouchons de liquide et de gaz (méthode dite WAG);

b) la dépollution des sols et notamment des sites industriels, par injection dans des couches polluées, de substances telles que des tensio-actifs;

c) le nettoyage de cakes de filtration par déplacement des substances qui y sont retenus;

15 d) le séchage du bois;

– l'optimisation de réactions chimiques par déplacement par exemple de produits réactionnels dans une masse de catalyseur, pour augmenter les surfaces de contact, etc.

La méthode selon l'invention est directement applicable par les ingénieurs de
20 réservoir pour déterminer par exemple la méthode de récupération assistée la plus appropriée à appliquer à un gisement souterrain d'hydrocarbures. La méthode peut également servir dans le cadre d'opérations de dépollution de terrains industriels par exemple.

Art antérieur

1) Études expérimentales:

La détermination expérimentale des perméabilités relatives d'un milieu poreux où se déplace un fluide polyphasique n'est pas une tâche aisée. On simplifie habituellement les opérations de mesure en considérant que l'une des phases est
5 immobile dans un état de saturation irréductible.

Les valeurs sont acquises par exemple par une méthode expérimentale connue dite de "steady state" pour déterminer les perméabilités relatives consiste à laisser s'écouler un fluide triphasique avec des rapports de débit imposés entre les phases.
10 Les perméabilités relatives exprimées en fonction des deux saturations, sont calculées en appliquant la loi de Darcy à chaque phase. Il est loin d'être établi que les mesures des perméabilités relatives obtenues par cette méthode soient bien représentatives des déplacements des fluides et, de toute façon, elles sont longues à obtenir car à chaque changement de régime, il faut attendre qu'un régime d'équilibre s'établisse.

15 Une autre méthode connue consiste à réaliser des essais en laboratoire pour déterminer des tableaux de mesures (tel que celui de la Fig. 1) reliant les perméabilités relatives et les saturations pour chaque couple de fluides du mélange triphasique. Par ajustement des courbes de production expérimentales, on essaie progressivement d'ajuster les perméabilités relatives triphasiques. Ces tableaux de données sont
20 introduites alors dans un simulateur numérique de type Score® ou Athos® qui calcule les productions de fluides. Cette méthode étant basée sur l'acquisition préalable de nombreuses mesures expérimentales ajustées progressivement par calage, est longue à mettre en œuvre.

Une autre méthode expérimentale connue de mesure est décrite par exemple
25 dans les brevets FR-A- 2 708 742 ou 2 724 460 du demandeur (*N.B. Aff. 3551, 3693*). Elle est mise en œuvre en plaçant dans une cellule de mesure un barreau taillé

dans le milieu poreux à étudier contenant à des saturations variables pour chaque expérience, deux phases d'un fluide triphasique. On injecte une troisième phase de ce fluide à une extrémité du barreau et l'on relève en fonction du temps la production des trois phases à une extrémité opposée.

5 2) Modèles

Le modèle empirique connu dit de Stone permet, par des corrélations empiriques, de prédire des données relatives à un écoulement triphasique à partir de données correspondant à un écoulement diphasique. Il est valide seulement dans les cas d'une forte mouillabilité à l'eau et on le considère généralement comme faiblement
10 prédictif.

On connaît deux types de modèles physiques pour modéliser les écoulements triphasiques, basés sur les courbes de pression capillaire. Celles-ci comportent généralement un pseudo-plateau de faible pente correspondant aux pores les plus gros donc aux pressions de mercure les plus faibles, et une ou plusieurs parties plus ou
15 moins linéaires de pente importante. Les courbes de pression capillaire sont en relation avec une saturation (par exemple celle du mercure injecté) et un rayon de pore, auquel s'arrête le mercure pour une pression d'injection donnée, déterminée par la loi de Laplace, $P_{inj} = 2\sigma/r$.

Un premier modèle de représentation des milieux poreux, est décrit par :

- 20 – Burdine, N.T.: "Relative permeability calculations from pore size distribution data" *Trans AIME* (1953) Vol. 198; ou par
- Corey, A.T.: "The interrelation between oil and gas relative permeabilities", *Prod Monthly* (1954) Vol. 19, 38.

Suivant ce modèle, le milieu poreux est représenté par un faisceau de
25 capillaires cylindriques avec une distribution de rayons qui sont donnés par la courbe

de pression capillaire obtenue par injection de mercure. Les perméabilités sont obtenues par application de la loi de Poiseuille à l'écoulement de fluides dans ces capillaires.

5 Ce modèle est basé sur la représentation du milieu poreux comme un assemblage de capillaires de rayons différents. La relation entre le volume et le rayon des pores est donnée par la valeur de la pente du pseudo-plateau. Les trois fluides sont censés se partager les capillaires, le fluide mouillant (l'eau) occupant les plus petits, le fluide le moins mouillant (le gaz), les plus gros, le troisième fluide (l'huile) une zone de pores de dimensions intermédiaires. Il n'est pas possible de décrire les
10 interactions entre les fluides puisque dans un tel modèle, ils s'écoulent dans des chenaux séparés. Ce modèle enfin, ne peut être utile que si le pseudo-plateau couvre une large gamme de saturations. Suivant ce modèle, les trois phases d'un écoulement triphasique se déplacent dans des capillaires différents et il n'y a entre elles aucune interaction.

15 Un autre modèle physique connu de représentation d'un milieu poreux est décrit par :

- de Gennes, P.G.: "Partial Filling of a Fractal Structure by a Wetting Fluid" Physics of Disordered Materials 227-241, New York Plenum Pub. Corp. (1985); ou par
- Lenormand, R. "Gravity Assisted Inert Gas Injection: Micromodel Experiments
20 and Model based on Fractal Roughness", The European Oil and Gas Conference Altavilla Milica, Palermo, Sicily, (1990).

Suivant ce modèle, on considère que la surface interne des pores est isotrope et à caractère fractal et peut être modélisée sous la forme d'un "bouquet" de rainures capillaires parallèles qui font que les pores présentent une section transversale fractale.
25 La section transversale de chaque pore est construite suivant un processus itératif (Fig.1). On divise le demi-périmètre d'un cercle de rayon R_0 en η parties et en

remplaçant chacune de ces η parties par un demi-cercle ou rainure. A chaque étape k du processus, N_k nouvelles rainures semi-circulaires de rayon R_k et de section totale A_k sont créées.

La dimension fractale D_L de la section transversale à la fin de l'étape k est
5 reliée au nombre d'objets N_k généré avec l'échelle donnée I_k , par la relation :

$$N_k \propto I_k^{-D_L}$$

La dimension fractale peut être déduite d'une courbe de pression capillaire de mercure selon la procédure suivante. Du mercure est injecté dans un milieu poreux avec une pression d'injection qui croît par paliers. La loi de Laplace permet de déduire
10 le volume des pores connaissant le volume de mercure injecté pour une pression d'injection donnée et l'on peut construire la courbe de pression capillaire en drainage reliant la pression d'injection à la quantité de mercure injectée et la courbe reliant la proportion du volume total occupé par les pores et la taille des pores. Dans le cas où
15 l'on draine un liquide mouillant hors du milieu poreux tel que de l'eau par une injection de gaz, la corrélation entre la pression capillaire gaz-eau et la saturation de la phase mouillante est donnée par :

$$P_c = S \frac{1}{w^{D_L-2}}$$

Dans cette représentation log-log, la pente $1/(D_L-2)$ de chaque ligne (de -1.5 à -3.3) donne la valeur de la dimension fractale linéaire D_L entre 1,3 et 1,7.

20 Les résultats expérimentaux montrent aisément que les valeurs des perméabilités relatives gaz-eau exprimées en fonction des trois saturations, obtenues à partir des expressions qu'en donnent les modèles connus et les modes de répartition des phases dans la structure des pores, sont loin des valeurs mesurées et donc que les modèles en cause se révèlent par trop simplistes pour représenter les interactions
25 complexes qui se produisent entre les phases fluides.

Définition de la méthode selon l'invention:

La méthode de modélisation selon l'invention permet d'optimiser de façon plus rapide et plus réaliste les conditions de déplacement dans un milieu poreux mouillable par un premier fluide, de mélanges di ou triphasiques incluant ce premier fluide mouillant et au moins un deuxième fluide. Elle offre de ce fait aux opérateurs, un outil
5 plus fiable pour évaluer notamment les meilleurs modes de déplacement des fluides au sein du milieu poreux.

Elle est caractérisée en ce qu'elle comporte en combinaison :

- 10 – la détermination expérimentale de la courbe de variation de la pression capillaire (P_c) dans les pores d'un échantillon de ce milieu poreux en présence d'un fluide mouillant et d'un fluide non mouillant, (par injection de mercure dans un échantillon placé sous vide par exemple);
- la modélisation des pores du milieu poreux par une distribution de capillaires à section fractale en considérant une répartition stratifiée des fluides à l'intérieur des pores, le fluide mouillant se répartissant au contact des parois et autour du
15 deuxième fluide (ou des deux autres en triphasique);
- la détermination à partir de cette courbe de pression capillaire, des valeurs de la dimension fractale correspondant à une série de valeurs données de la saturation relativement aux liquides;
- 20 – la modélisation des perméabilités relatives directement sous forme d'expressions analytiques dépendant des différentes valeurs de dimension fractale obtenues; et
- l'introduction des perméabilités relatives dans un simulateur du milieu poreux et la détermination au moyen de ce simulateur, des conditions optimales de déplacement des fluides du mélange dans le milieu poreux.

La méthode s'applique par exemple à la détermination des déplacements de mélanges de fluides comportant un premier fluide mouillant, un deuxième fluide non mouillant et un gaz, en considérant une répartition stratifiée des fluides à l'intérieur des pores, le fluide mouillant se répartissant au contact des parois, le gaz occupant le centre des pores et le deuxième fluide étant réparti sous la forme d'une couche annulaire au contact à la fois du gaz et du premier fluide.

La méthode peut s'appliquer notamment à la détermination par un simulateur de gisement, des caractéristiques optimales de substances additionnées à des bouchons de fluide mouillant injectés dans une formation en alternance avec des bouchons de gaz, dans le but de déplacer des hydrocarbures en place, ou bien encore celles d'un fluide injecté dans le sol pour déplacer des substances polluantes.

La modélisation des phénomènes obtenue par la méthode présente de grands avantages. Elle permet une meilleure adéquation avec les résultats obtenus en laboratoire car les phénomènes physiques sont mieux pris en compte. Les résultats du modèle sont meilleurs de ce fait lors d'un changement d'échelle par exemple, pour la modélisation d'une application sur un champ d'opérations.

Le temps de calcul est réduit comparé à celui qui est nécessaire quand on utilise des tables, comme avec les méthodes antérieures. La modélisation de type fractal réalisé est mieux à même de traiter les effets d'hystérésis rencontré dans l'utilisation des procédés d'injection de type WAG.

Les résultats de la méthode sont en outre parfaitement intégrables dans de nombreux simulateurs de réservoir : simulateurs 3D, hétérogènes, compositionnels, etc.

L'exploitation des résultats par les logiciels d'application est facilitée. Il n'est plus nécessaire de faire des interpolations risquées comme c'est la règle quand on

opère à partir des valeurs discrètes des tableaux de résultats, pour tracer des isoperms par exemple.

D'autres caractéristiques et avantages de la méthode selon l'invention, apparaîtront à la lecture de la description ci-après d'un exemple non limitatif de réalisation, en se référant aux dessins annexés où :

- la Fig.1 qui illustre sous forme d'un tableau, les liens existant pour un mélange triphasique entre les valeurs obtenues expérimentalement, de perméabilités relatives d'un fluide et les saturations pour deux des trois fluides;
- la Fig.2 montre une représentation fractale d'un pore;
- 10 - la Fig.3 montre de façon schématique la répartition des phases d'un fluide triphasique dans un pore fractal avec le fluide mouillant W au contact de la paroi, la phase gazeuse G répartie dans la plus grande partie du volume du pore (rayon R_c), le fluide non mouillant O étant une couche entre le fluide mouillant et le gaz;
- la Fig.4 montre en fonction de la saturation en eau, la courbe de pression capillaire d'un échantillon de grès des Vosges par exemple, dont la pente locale S sert à déterminer la dimension fractale des pores; et
- 15 - la Fig.5 montre en fonction du temps, les courbes de production obtenues expérimentalement pour du gaz (G) pour de l'eau (W) et pour de l'huile (O), comparées aux courbes équivalentes obtenues par simulation en utilisant la
- 20 méthode selon l'invention.

Description détaillée de la méthode

La méthode selon l'invention permet de déterminer les perméabilités relatives triphasiques de milieux poreux, en s'appuyant sur un modèle de type fractal du milieu poreux, en se basant sur une approche décrite par :

- Kalaydjian, F.J-M et al. : "Three Phase Flow in Water-wet Porous Media: Determination of Gas-oil Relative Permeabilities under Various Spreading conditions"; 68th Ann. Tech. Conf. And Exh. of the SPE. Houston, Texas, 1993.

Description de l'invention

5 La méthode selon l'invention comporte, comme on l'a vu une modélisation de l'écoulement des phases avec répartition des phases à l'intérieur de la structure fractale de chaque pore. Dans le cas d'un écoulement d'eau et d'huile au sein d'une structure poreuse mouillable à l'eau, l'huile s'écoule dans le volume du pore. Dans le cas d'un écoulement triphasique, il y a répartition stratifiée, l'eau qui est le fluide mouillant, 10 s'écoule le long des parois des pores, le gaz circule dans le volume du pore et l'huile s'écoule entre le gaz et l'eau. Les saturations sont calculées comme étant la surface relative dans une section transversale occupée par chacun des fluides.

A l'équilibre, toutes les rainures ayant un rayon inférieur ou égal à R_k qui est donné par la loi de Laplace $P_c = 2 \gamma / R_k$, sont occupés par le fluide mouillant, les tubes 15 les plus gros, par le fluide non mouillant. Ainsi on exprime la saturation en fluide mouillant comme la fraction de l'aire des tubes occupés.

En calculant la fraction de l'aire des capillaires occupée par l'eau pour tous les rayons entre R_k et R_∞ , on aboutit à l'expression :

$$S_w = \left[\frac{R_k}{R_0} \right]^{2-D_t}$$

20 et comme $P_c = 2 \gamma / R_k$, la corrélation entre la pression capillaire et la saturation de la phase mouillante est donnée par

$$P_c = S_w \frac{1}{D_t - 2}$$

où S_w est la saturation de la phase mouillante.

La représentation graphique de cette corrélation dans un diagramme log-log est une ligne droite partant du point (S_w, P_c) correspondant au capillaire le plus grand de la structure fractale avec un rayon R_0 . On peut supposer que (Fig.4).

- le rayon R_0 , le premier envahi quand le mercure est injecté, correspond à une
 5 valeur de la saturation de l'ordre de $1/r=10^3$. Chaque segment de la courbe de pression capillaire est une partie d'une ligne partant de R_0 (supposée la même pour tous les différents segments), correspondant à la corrélation P_c, S_w déjà citée. Chaque ligne a une pente donnée, on peut lui associer une dimension linéaire fractale. Les valeurs de la pente varie de -1,5 à -3,3 comme le montre la Fig.4, ce
 10 qui conduit à des valeurs de la dimension linéaire fractale D_L entre 1,3 et 1,7.
- chaque domaine est atteint par le mercure pour des saturations correspondant à l'emplacement où on trouve R_0 sur chaque ligne.

La saturation des deux liquides quand le gaz est présent dans le pore est calculée comme expliquée plus haut pour une phase :

$$15 \quad S_{Liq.} = \left[\frac{R_k}{R_0} \right]^{2-D_L}$$

en supposant que les deux liquides occupent les tubes dont les rayons sont inférieurs ou égaux à R_k et le gaz, le centre de chaque pore. La saturation en huile est l'aire relative de la section transversale des rainures occupée par l'huile dont le rayon est inférieur ou égal à R_k .

- 20 Pour procéder au calcul des perméabilités relatives, il est nécessaire de déterminer pour chaque phase la fraction qui circule et par conséquent, d'estimer de façon systématique, les saturations correspondant aux fractions stagnantes. Ceci doit être fait pour les deux cas étudiés, par exemple le drainage de l'eau et de l'huile par le gaz, et l'imbibition en eau.

Calcul des perméabilités relatives:

Perméabilités relatives des liquides

L'application de la loi de Poiseuille à chaque capillaire du faisceau occupé par la phase qui l'occupe, permet de calculer les perméabilités relatives à l'eau et l'huile
5 (Fig.5).

En ne considérant que la fraction en circulation qui contribue à la conductivité hydraulique, les perméabilités relatives pour l'eau et l'huile s'expriment de la manière suivante :

$$k_{rw} = S_w^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} - S_{wi}^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} \quad (1)$$

$$10 \quad k_{ro} = k_{ro}(2ph.) \left[S_L^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} - (S_w + S_{or})^{\frac{4-D_L}{2-D_L}} \right] \quad (2)$$

Dans ces expressions, il est utile de mentionner que

- la saturation en eau irréductible S_{wi} est supposée stable.
- S_{orw} représente la saturation en huile résiduelle laissée en place après un balayage du milieu à l'eau et S_{or} est une partie de cette saturation résiduelle qui correspond
15 à une saturation en eau déterminée.
- La gamme de tailles de capillaires occupée par l'huile mobile est calculée comme la différence entre les tailles des capillaires occupés par les deux liquides avec la saturation totale en liquide $S_L = S_o + S_w$, et celles des capillaires saturés en l'eau et en huile stagnante.
- 20 - $K_{ro}(2ph.)$ représente la valeur de la perméabilité relative à l'huile déterminée par un test d'imbibition à l'eau et l'huile. Quand l'eau et l'huile sont seuls présentes et

comme l'échantillon testé est mouillable à l'eau, l'huile s'écoulera dans la section du pore exactement comme le fait le gaz dans un écoulement triphasique.

Perméabilité relative au gaz

Comme le gaz est une phase non mouillante, il occupe l'espace central du pore et il s'étend vers sa périphérie au fur et à mesure que la saturation en gaz augmente, sans toutefois arriver au contact de la paroi solide (Fig.6). On considère que le gaz circule dans un seul pore dont le rayon R_g est donné par la relation :

$$R_g = R_0 + R_1 + R_2 + \dots + R_k,$$

la perméabilité au gaz étant donnée alors par :

$$k_{rg} = k_{rg \max} (1 - S_L^\alpha)^4 \quad (4)$$

avec $\alpha = \frac{1}{2-D_L}$, D_L représentant la dimension fractale linéaire du milieu poreux et S_L étant la saturation totale en liquide égale à $1 - S_g$.

Ayant déterminé les perméabilités relatives à l'eau, à l'huile et au gaz, respectivement k_{rw} , k_{ro} et k_{rg} , on utilise un simulateur de réservoir adapté aux conditions de laboratoire tel que le simulateur Σ CORE®, par exemple, suivant une

- Moulu J.C. et al: "Performance and Numerical Interpretation of Gas Drainage Core Tests under Secondary and Tertiary Conditions", Paper SCA 9508, SCA Symposium, San Fransisco, Sept. 1995.

On peut donc facilement optimiser les conditions à remplir pour déplacer des fluides pétroliers en place dans un gisement, que ce soit par injection de gaz soit par injection alternée de bouchons d'eau et de gaz (méthode dite WAG), en tenant compte des conditions de pression et de température régnant à la profondeur de production.

Validation :

La méthode selon l'invention a été validée en réalisant des injections de gaz dans des milieux poreux contenant de l'eau et de l'huile, dans des conditions très variées. On voit sur la Fig.5 par exemple que l'on obtient un très bon accord entre les
5 courbes de production des trois phases (eau, huile, gaz) obtenues expérimentalement et celles prédites par le simulateur de gisement alimenté par les données obtenues en accord avec la méthode.

REVENDECATIONS

- 1) Méthode de modélisation pour optimiser les conditions de déplacement dans un milieu poreux mouillable par un premier fluide, d'un mélange de fluides di ou triphasiques incluant ce premier fluide mouillant et au moins un autre fluide, caractérisée en ce qu'elle comporte en combinaison :
- la détermination expérimentale de la courbe de variation de la pression capillaire (P_c) dans les pores d'un échantillon de ce milieu poreux en présence d'un fluide mouillant et d'un fluide non mouillant,
 - la modélisation des pores du milieu poreux par une distribution de capillaires à section fractale en considérant une répartition stratifiée des fluides à l'intérieur des pores, le fluide mouillant se répartissant au contact des parois et autour du dit au moins un autre fluide;
 - la détermination à partir de la dite courbe de pression capillaire, des valeurs de dimension fractale correspondant à une série de valeurs données de la saturation relativement aux phases liquides;
 - la modélisation des perméabilités relatives directement sous forme d'expressions analytiques dépendant des différentes valeurs de dimension fractale obtenues; et
 - l'introduction des perméabilités relatives dans un simulateur du milieu poreux et la détermination au moyen de ce simulateur, des conditions optimales de déplacement du mélange de fluides dans le milieu poreux.

2) Méthode selon la revendication 1, appliquée à des mélanges de fluides comportant un premier fluide mouillant, un deuxième fluide non mouillant et un gaz, caractérisée en ce l'on modélise les pores du milieu poreux par une distribution de capillaires à répartition fractale en considérant une répartition stratifiée des fluides à

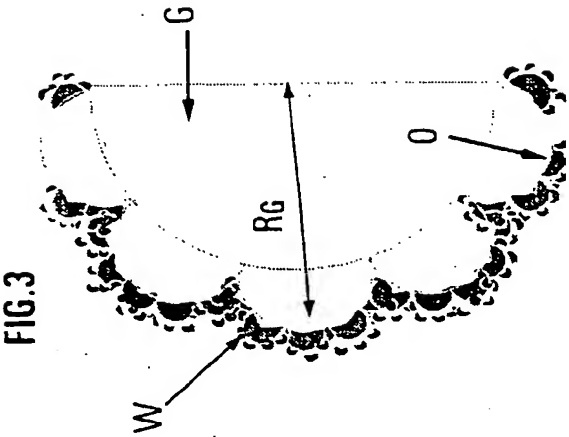
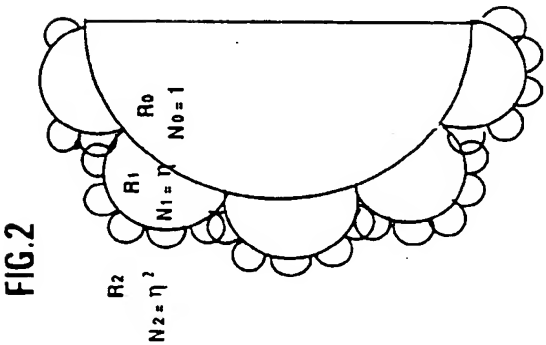
l'intérieur des pores, le fluide mouillant se répartissant au contact des parois, le gaz occupant le centre des pores et le deuxième fluide étant réparti sous la forme d'un film annulaire au contact à la fois du gaz et du premier fluide.

3) Méthode selon la revendication 1 ou 2, caractérisée en ce que l'on met en
5 œuvre le simulateur de gisement pour déterminer les caractéristiques optimales de substances additionnées à des bouchons de fluide mouillant injectés dans une formation en alternance avec des bouchons de gaz dans le but de déplacer des hydrocarbures en place.

4) Méthode selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce
10 qu'elle comporte la mise en œuvre d'un simulateur de gisement pour déterminer les caractéristiques optimales d'un fluide injecté dans le sol pour drainer des substances polluantes.

FIG.1

Sg=0	0.01	0.05	0.10	0.15	0.20	0.25	0.30	0.35	0.40	0.45	0.50	0.55	SW
.0	.002	.014	.04	.08	.13	.20	.27	.36	.48	.67	.89	.83	.40
Displ.1		0.007	0.02	0.046	0.081	.117	.206	.28	0.39	0.48	0.57		.44
		0.004	0.011	0.025	.042	0.087	0.14	0.22	0.30	0.40			.50
.0	.0002	.0017	.006	.0145	0.032	0.06	.106	.178	0.25				.55
Displ.3		0.0007	0.0025	0.008	0.019	.037	0.070	0.11					.60
		0.0003	0.0012	.004	.01	0.023	0.045						.65
			.0001			0.015							.70
.0	.0												.75
Displ.2													.80



2/2

FIG.4

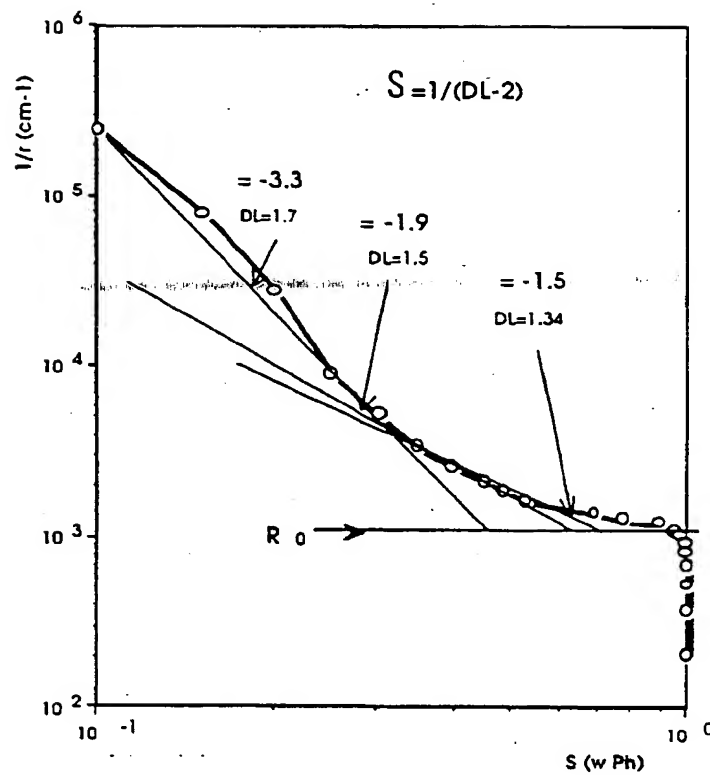
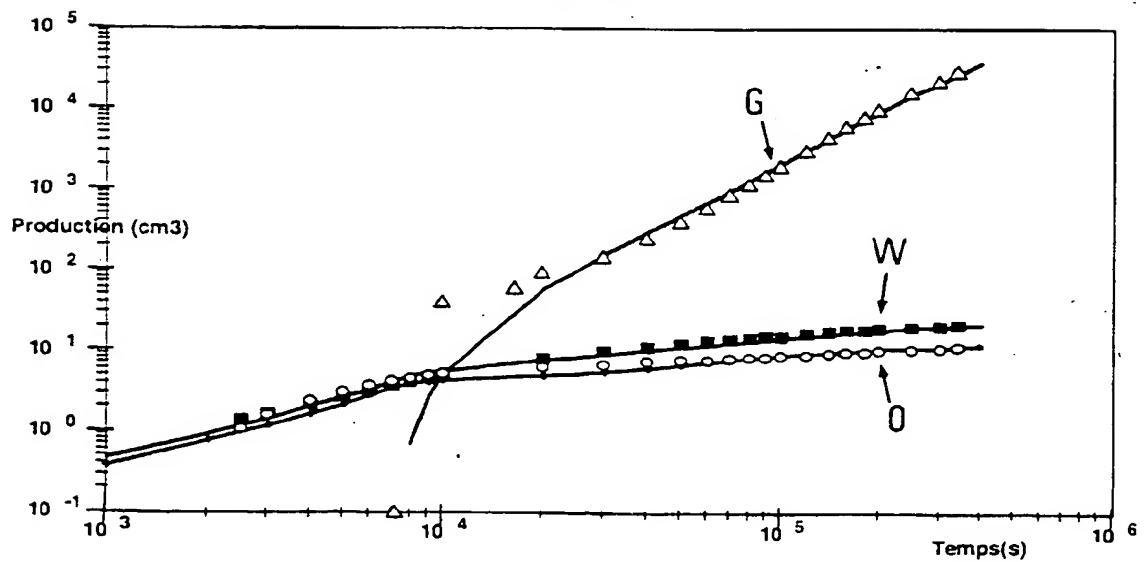


FIG.5



INSTITUT NATIONAL
de la
PROPRIETE INDUSTRIELLE

**RAPPORT DE RECHERCHE
PRELIMINAIRE**
établi sur la base des dernières revendications
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement
national

FA 551899
FR 9715981

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
A	US 4 628 468 A (THOMPSON ARTHUR H ET AL) 9 décembre 1986 * le document en entier * ---	1-4
D.A	DAVID ADLER, ED.: "Physics of Disordered Materials" 1985, PLENUM PRESS, NEW YORK AND LONDON XP002078037 * page 227 - page 241 * ---	1
A	US 5 493 226 A (HONARPOUR ET AL.) 20 février 1996 * colonne 5, ligne 60 - colonne 11, ligne 7; figures * ---	1-4
A	EP 0 586 001 A (AGIP S.P.A.) 9 mars 1994 * le document en entier * ---	1-4
A	US 5 069 065 A (SPRUNT ET AL.) 3 décembre 1991 * colonne 3, ligne 29 - colonne 7, ligne 25; figures 1-5 * -----	1-4
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int.CL.6)
		E21B G01N
Date d'achèvement de la recherche		Examineur
18 septembre 1998		Bosma, R
CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES		
X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général O : divulgation non-écrite P : document intercalaire		
T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant		

1
EPO FORM 1503 03.82 (PNC13)

This Page Blank (uspto)